

# НТЦ «ЭТЭКА»

Научно технический центр  
«Энергосберегающие технологии экология и  
комплексная автоматизация»

[www.17-71.com](http://www.17-71.com)

---

107066, Россия, Москва,  
Спартакoвская ул. 2а

Телефон/факс: +7(495) 6876317

**Комплексная разработка систем  
автономного заводского  
тепло- и электроснабжения.**

**Научно технический центр «Энергосберегающие технологии экология и комплексная автоматизация» (НТЦ «ЭТЭКА»), предлагает проведение работ по комплексной разработке систем промышленного тепло- и электроснабжения.**

На протяжении более 15 лет специалисты научно-технического центра «ЭТЭКА» решают задачи связанные с эффективным использованием энергетических ресурсов на промышленных предприятиях и на объектах коммунально-бытового сектора.

В сочетании с разработкой мер по повышению энергоэффективности производства и модернизацией технологических процессов, грамотное комбинирование различных способов производства энергии позволяет добиваться значительного снижения энергоемкости производства в целом.

В последние годы появились факторы коренным образом меняющие представление о классическом заводском энергоснабжении:

- отсутствие, в ряде случаев, возможности присоединения новых мощностей из-за перегрузки местного централизованного энергоисточника;
- непостоянность характеристик получаемой потребителем электроэнергии;
- значительный износ генерационного оборудования;
- нарастающий уровень аварийности в централизованных системах;
- стоимость прокладки энергокоммуникаций и подключения к сетям могут вылиться в сумму, сравнимую или превосходящую стоимость автономного энергоисточника.

По результатам научно-исследовательских и реальных инженерных работ проводимых НТЦ «ЭТЭКА» для решения задач по энергоснабжению производственных объектов - наиболее эффективным методом является создание единых заводских энергоцентров. В которых, параллельно с теплогенерирующим оборудованием для выработки электрической энергии в режиме когенерации работают газопоршневые (ГПУ) или газотурбинные установки (ГТУ).

**Основные преимущества комплексных систем автономного энергоснабжения:**

- *Уменьшение доли энергии в себестоимости продукции позволяет существенно увеличить конкурентоспособность продукции.*

Как показал проведенный анализ деятельности ряда предприятий строительной индустрии, доля энергии в себестоимости продукции колеблется от 10% до 50%, что в 5-10 раз выше среднемирового уровня. Темпы роста тарифов на энергоресурсы превышают темпы роста цен на продукцию большинства отраслей хозяйства. Это явилось одной из важнейших причин увеличения удельного веса затрат на энергию в себестоимости продукции.

*– Исключение некачественного электроснабжения*

Когенерация является практически самым оптимальным вариантом обеспечения надежности снабжения электрической энергией. При традиционном энергообеспечении возникает множество организационных, финансовых и технических трудностей при росте мощностей предприятий или энергетической вооруженности территории, поскольку часто необходимы прокладка новых линий электропередач, строительство новых трансформаторных подстанций, перекладка теплотрасс и т.д. В то же время, когенерация предлагает крайне гибкие и быстрые в плане наращивания мощностей решения. Наращивание мощностей может осуществляться как малыми, так и достаточно большими долями. Этим поддерживается точная взаимосвязь между генерацией и потреблением энергии.

*– Топливом для систем когенерации является природный газ, преимуществом которого является относительная дешевизна, мобильность и доступность.*

Когенерация оптимизирует потребление природного газа.

Снижаются затраты на приобретение газа, требования к газовой инфраструктуре. Уменьшаются затраты на топливо/энергию, КПД производства энергии из первичного топлива увеличивается в 2-3 раза.

*– Когенерация позволяет избежать потери при транспортировке энергии.*

Мини-ТЭЦ устанавливается в непосредственной близости от потребителя. Является общеизвестным фактом, что передача газа по газопроводам в 10-12 раз экономичнее передачи электрической энергии по высоковольтным линиям. Нормативные потери в теплосетях - 5%, фактические же, в среднем - 20-22% от передаваемой тепловой энергии.

*– Сроки окупаемости капитальных затрат на сооружение газопоршневых мини-ТЭЦ находятся в обратной зависимости росту тарифов традиционных схем энергоснабжения.*

**Сложности возникающие при работе с когенерационным оборудованием:**

- невысокий КПД по первичному энергоносителю (особенно в летнее время);
- связанность электрической и тепловой мощности
- относительно высокий шум установки;
- меньший эксплуатационный ресурс и межремонтный период по сравнению с котельным оборудованием.

**Только при правильном выборе режима работы ГПУ в составе единого энергоцентра когенерация позволяет существенно снизить высокие затраты на энергию и вырабатывать электрическую энергию с себестоимостью до 40-60 копеек за кВт\*ч.**

Капитальные затраты на энергоцентр, в размере 1000 – 1200 евро за кВт вырабатываемой мощности для когенерационных установок и 100 – 150 евро за кВт тепловой мощности котельной, окупаются на пятый – шестой год эксплуатации.

## **Краткое описание основных работ предлагаемых НТЦ «ЭТЭКА».**

### **1. Разработка технико-экономического обоснования (ТЭО).**

Проведение сравнительного технического и экономического анализа возможных вариантов энергоснабжения объекта, выбор и оценка наиболее оптимального.

ТЭО разрабатывается в соответствии с требованиями организаций согласующих выделение лимитов газа для обеспечения работы энергоцентров, а также организаций оказывающих финансово-кредитные услуги.

Методика разработки систем рационального энергоснабжения составленная специалистами НТЦ «ЭТЭКА» легла в основу нескольких диссертационных работ. Один из примеров расчета подробно описан в статье «пример применения когенерации на предприятиях строительной индустрии», опубликованной в нескольких ведущих профильных журналах (АВОК, СОК и др.).

### **2. Определение поставщиков основного оборудования.**

Организация и техническое сопровождение тендера на поставку основного оборудования системы энергообеспечения объекта.

### **3. Проектирование.**

Разработка комплексных проектов инженерных сетей, газификации, тепло- и электроснабжения объекта. Выполнение функций генерального проектировщика.

### **4. Строительство.**

Техническое сопровождение строительства объектов энергетики, а также поставки, монтажа и пуско-наладки основного оборудования.

### **5. Мониторинг.**

При необходимости специалисты НТЦ «ЭТЭКА» имеют возможность, применяя требуемые нормативные методики, проводить энергоаудиты, мониторинг и оценку работы системы после ее ввода в эксплуатацию.

## **Практическое применение.**

### **1. «Бетиар-22».** Завод ЖБИ, г. Москва.

После реконструкции заводу железобетонных изделий потребовались дополнительные электрические мощности в размере 2.5МВт. Анализ показал, что проект дополнительного электроснабжения предприятия Бетиар 22 с использованием мини-ТЭЦ является привлекательным с экономической точки зрения. В случае реализации проекта предприятие за счет низкой себестоимости энергии сможет получать ежегодный доход в размере 14-15 млн. руб., что позволит окупить капитальные затраты, в размере 73 млн. рублей, на шестой год после начала реализации проекта.

#### ***По состоянию на начало 2008 года:***

Подготовлено технико-экономическое обоснование; Выбраны поставщики оборудования; разработана и согласована вся необходимая проектная документация; параллельно с когенерационной станцией суммарной мощностью 2.6 МВт ведется монтаж газовой паровой котельной.

### **2. «Белостолбовский кирпичный завод».** г. Домодедово, Московская область.

На предприятии «Белостолбовский кирпичный завод», по результатам ТЭО было предложено строительство мини-ТЭЦ электрической мощностью 2 МВт. Экономический анализ этого варианта показал, что в сравнении с подключением к централизованным источникам электроснабжения, ежегодная экономия средств в размере около 9 млн. руб., позволит окупить дополнительные капитальные затрат, в размере 43.5 млн. рублей менее чем через 6 лет.

#### ***По состоянию на начало 2008 года:***

Подготовлено технико-экономическое обоснование; выбраны поставщики оборудования; разработана и согласована вся необходимая проектная документация; параллельно с когенерационной станцией суммарной мощностью 2.3 МВт ведется монтаж газовой паровой котельной.

### **3. «Комбинат крупнопанельного домостроения»** Завод ЖБИ, г. Ростов-на-Дону.

В целях повышения надежности и стабильности работы систем технологического теплоснабжения, а также для компенсации возросших после реконструкции энергетических потребностей предприятия, была разработана схема автономного теплообеспечения объекта на базе газовой паровой и 2-х автономных водогрейных котельных суммарной мощностью около 30 МВт.

#### ***По состоянию на начало 2008 года:***

Подготовлено технико-экономическое обоснование; выбраны поставщики оборудования; проводится подготовка и подписание договоров на разработку проектной документации.

#### **4. Комплекс из 4-х промышленных предприятий.**

Завод ЖБИ, автобаза и два машиностроительных производства.  
г. Одинцово, Московская область.

Была проведена комплексная оценка различных вариантов тепло- и электроснабжения объектов. Как наиболее экономически целесообразный был выбран вариант применения в дополнении к существующим электрическим и тепловым мощностям предприятий, газопоршневых когенерационных установок суммарной производительностью 4 МВт электрической энергии, с установкой генерационных мощностей на двух территориях.

##### ***По состоянию на начало 2008 года:***

Подготовлено технико-экономическое обоснование; проводится сбор коммерческих предложений от потенциальных поставщиков основного оборудования.

# НТЦ «ЭТЭКА»

Научно технический центр  
«Энергосберегающие технологии экология и  
комплексная автоматизация»

[www.17-71.com](http://www.17-71.com)

---

107066, Россия, Москва,  
Спартакoвская ул. 2а

Телефон/факс: +7(495) 6876317

**Комплексная разработка систем  
автономного заводского  
тепло- и электроснабжения.**

**(Приложения)**

# Научно-технический центр "ЭТЭКА"

## Подбор состава когенерационного энергетического центра

### Опросный лист

**Объект**  
(краткое описание типа, количества и  
структуры расположения потребителей)

---



---



---



---

### Режим работы

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Количество рабочих дней												

### Пиковая потребность в энергии на предприятии

Нагрузка	Единицы измерения	Значение	Теплоноситель (отметить требуемый)
Электрическая энергия	кВт		
<b>Тепловая энергия</b>			
Отопление	Гкал		пар вода
Вентиляция	Гкал		пар вода
ГВС	Гкал		пар вода
Технология	Гкал		пар вода
Другая	Гкал		пар вода



**ПРИМЕР АНАЛИЗА ВАРИАНТОВ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НА БАЗЕ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ МИНИ-ГЭЦ**

Беккер В.Л., ведущий инженер ЗАО «НТЦ ЭТЭКА», аспирант кафедры ТКУ.  
Московский государственный строительный университет (МГСУ)

**ЛИЦОМ К ПРОБЛЕМЕ**

В настоящее время ряд промышленных предприятий, как Москве, так и по всей России испытывают потребность в дополнительном энергообеспечении. При отсутствии возможности городского электроснабжения, все чаще рассматриваются варианты применения автономных когенерационных систем в условиях действующих и реконструируемых производств. Не менее остро эта проблема стоит на предприятиях строительной индустрии.

На примере нескольких таких объектов, находящихся на территории московской области был проведен анализ их годового потребления тепловой и электрической энергии, с учетом реконструкции действующего производства. Результатом этого исследования стала разработка системы дополнительного энергоснабжения на базе когенерационных центров.

В Одинцовском районе московской области находятся 4 промышленных предприятия объединенных единой системой городского электроснабжения с лимитом 2400 кВт единовременной мощности. Для теплоснабжения применяются собственные паровые и водогрейные котельные. Три предприятия Завод ЖБИ (ЗЖБИ), Механическое производство №1 (МП-1) и Автобаза имеют общие граничные территории, а Механическое производство №2 (МП-2) находится на расстоянии 2км от них.

В связи с масштабной реконструкцией и увеличением производственных мощностей проводимых собственником, на предприятиях возникла потребность в дополнительном электроснабжении. На запрос, поданный в городские сети был получен однозначный отказ, мотивированный перегрузкой существующих линий. Таким образом, было принято решение о разработке альтернативной схемы дополнительного электроснабжения объектов.

В таблице 1. приведена структура дефицита электропотребления для предприятий.

**ВАРИАНТЫ.**

Принимая во внимание территориальное расположение, а также уже сформированную совместную схему централизованного электроснабжения были определены три основных варианта компенсации дефицита.

*Вариант №1.*

Дополнительное электроснабжение всех объектов в размере 3660 кВт единовременной мощности и 16500 тыс. кВт\*ч годового электропотребления, предусмотреть комплексом ГПУ, устанавливаемом на территории ЗЖБИ.

Для электроснабжения МП-2 в размере 550 кВт единовременной мощности предусмотреть прокладку кабеля от энергоцентра с ГПУ на ЗЖБИ.

*Вариант №2*

Дополнительное электроснабжение ЗЖБИ, МП-1 и Автобазы в размере 3110 кВт единовременной мощности и 14000 тыс. кВт\*ч годового электропотребления, предусмотреть комплексом ГПУ, устанавливаемом на территории ЗЖБИ.

Для электроснабжения МП-2 в размере 550 кВт единовременной мощности и 2500 тыс. кВт\*ч предусмотреть установку комплекса ГПУ на территории завода.

*Вариант №3*

Перераспределение городских электрических мощностей, с предоставлением для МП-2 резерва от централизованных сетей в размере не более 200 кВт.

Дополнительное электроснабжение ЗЖБИ, МП-1 и Автобазы в размере 2200 кВт единовременной мощности и 10000 тыс. кВт\*ч годового электропотребления, предусмотреть комплексом ГПУ, устанавливаемом

Тип нагрузки	Единицы измерения, макс./г.	Звод ЖБИ		Механическое производство № 1		Автобаза		Механическое производство № 2	
		максимум	год	максимум	год	максимум	год	максимум	год
Электрическая энергия									
Дефицит электроснабжения	кВт / тыс. кВт.ч	1570	7070	1183.5	5330	357	1600	550	2500
Тепловая энергия									
<i>теплоснабжение предприятий в полном объеме происходит от собственных газовых котельных</i>									
Отопление	МВт / тыс. МВт	7.10	15.85	от котельной на заводе ЖБИ	0.97	2.25	3.02	6.79	
Вентиляция	МВт / тыс. МВт	9.70	16.46		0.40	0.61	1.69	2.71	
Горячее водоснабжение	МВт / тыс. МВт	0.74	2.86		0.20	0.47	0.28	0.71	
Технологические нужды	МВт / тыс. МВт	7.21	29.51		-	-	-	-	
Собственные нужды	МВт / тыс. МВт	0.64	1.94		0.05	0.10	0.13	0.31	
Потери в сетях	МВт / тыс. МВт	1.73	4.52		0.08	0.17	0.29	0.70	
<b>Итого:</b>	МВт / тыс. МВт	<b>27.12</b>	<b>71.14</b>		<b>1.69</b>	<b>3.59</b>	<b>5.41</b>	<b>11.21</b>	

Таблица 1.

мом на территории ЗЖБИ.

Для электроснабжения МП-2 в размере 1460 кВт единовременной мощности и 6500 тыс. кВт\*ч предусмотреть установку комплекса ГПУ на территории завода.

Базовым вариантом для сравнения была принята возможность получения того же количества электроэнергии от городских сетей.

## МОДЕЛЬ

Выбор состава оборудования автономного энергисточника невозможен без анализа колебания электрических и тепловых нагрузок в течение года. На основании данных, содержащихся в таблице 1, сведений по климатологии и результатам анализа колебания нагрузок на некоторых аналогичных объектах сделан прогноз изменения нагрузок предприятий в разрезе месяцев, показательных зимних и летних суток.

Источником теплоснабжения завода ЖБИ и Механического производства №1 является паровая котельная, которая через бойлер снабжает горячей водой системы отопления, вентиляции и ГВС, а также вырабатывает пар для нужд технологического теплоснабжения.

На Механическом производстве №2 за теплоснабжение отвечает старая паровая котельная, работающая в водогрейном режиме на нужды систем отопления, вентиляции и ГВС в холодный период. Подогрев воды системы ГВС в теплый период осуществляется электрокотлом мощностью 25 кВт.

Для каждого из предприятий были определены возможные направления применения тепла вырабатываемого когенерационными установками.

*Завод ЖБИ:*

- круглогодичная работа напрямую для нужд системы ГВС
- для выравнивания годового потребления полученной в ГПУ тепловой энергии возможно ее использование для подогрева питающей воды в котельной, это позволит отказаться от применения для этих целей пара вырабатываемого котлами и следовательно снизить потребление газа котельной.

*Механическое производство №2:*

- в отопительный период работа в приоритетном режиме на нужды систем отопления, вентиляции и ГВС, используя существующие котлы для работы в период пиковых нагрузок.
- в летний период работа на систему ГВС.

## АНАЛИЗ

Проанализируем годовой энергобаланс предприятий для каждого из рассматриваемых вариантов.

**Примечание:** для облегчения отображения результатов выработка тепловой энергии ГПУ была принята равной выработке электрической.

*Вариант №1*

Электроснабжение предприятий происходит от 3-х ГПУ единичной мощности 1370 кВт устанавливаемых в контейнерах на территории ЗЖБИ в непосредственной близости от здания котельной.

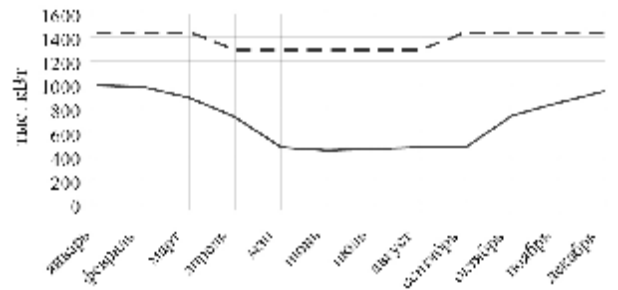
Для передачи электроэнергии в размере 550 кВт на ОМЗ предусматривается прокладка дополнительного кабеля.

**Вывод** (рис. 1): в этом случае имеется явное превышение теплопроизводительности над потребностью. И в связи с малым изменением электропотребления в течение года в летний период процент утилизации тепла ГПУ не превышает 40% повышая таким образом себестоимость вырабатываемой электроэнергии до 1.13 – 1.17 руб./кВт\*ч.

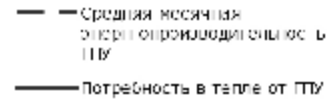
Среднегодовой процент утилизации - 51%

Среднегодовая себестоимость электроэнергии – 0.99 руб./кВт\*ч.

Рисунок 1



Здесь и далее:



*Вариант №2*

На территории ЗЖБИ аналогично первому варианту размещаются три ГПУ единичной мощности 1160 кВт.

Для электроснабжения МП-2 устанавливаются в контейнерах рядом со зданием существующей котельной две ГПУ по 315 кВт.

**Вывод:** как видно из данных представленных на графиках в этом варианте за счет снижения мощности ГПУ на ЗЖБИ (рис. 2) удалось повысить среднегодовой процент утилизации тепла до 60% и снизить себестоимость электроэнергии до 0.9 руб./кВт\*ч

Рисунок 2

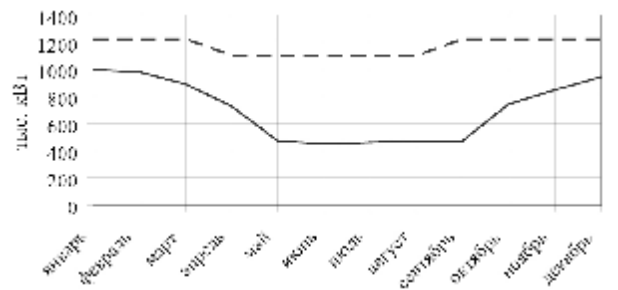
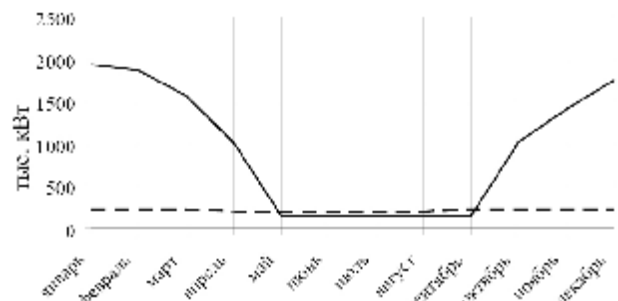


Рисунок 3



ГПУ на МП-2 (рис. 3) показывают большую эффективность. В течение зимнего периода в связи с возможностью утилизации тепла непосредственно в систему отопления и вентиляции возможно достижения максимально полной утилизации теплоты вырабатываемой в ГПУ.

Среднегодовой процент утилизации – 87%

Среднегодовая себестоимость электроэнергии – 0.63 руб./кВт\*ч

### Вариант №3

После перераспределения городских электромощностей в соотношении:

ЗЖБИ - 2400 кВт

МП-2 - 200 кВт

На ЗЖБИ устанавливается аналогично первым двум вариантам две ГПУ по 1160 кВт электрической мощности.

Для дополнительного электроснабжения МП-2 рядом со зданием котельной в контейнерах размещаются одна установка 1160 кВт и одна на 315 кВт.

**Вывод:** на ЗЖБИ (рис. 4) годовой процент утилизации тепла повышается до 81%, что в свою очередь снижает себестоимость электрической энергии до 0.69 руб. кВт/ч. На МП-2 (рис. 5) данные полученные в результате расчетов показывают значительное снижение годового процента утилизации тепла от ГПУ с 87% до 69%. Себестоимость электроэнергии ГПУ в этом случае равна 0.81 руб./кВт\*ч.

Рисунок 4

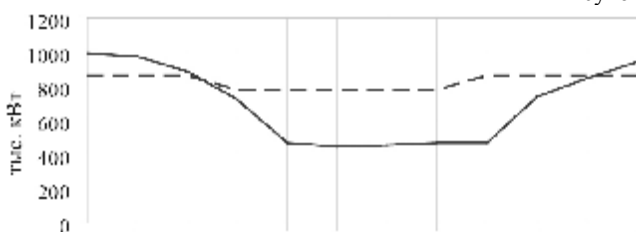
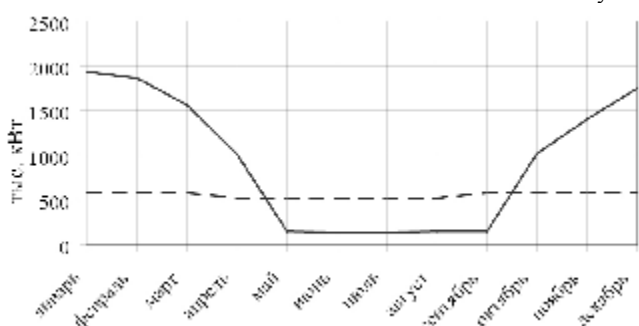


Рисунок 5



Экономический анализ вариантов дополнительного энергоснабжения предприятий показал, что наиболее экономически привлекательным является вариант 3:

- Перераспределение городских электрических мощностей с МП-2. С предоставлением механическому производству резерва от централизованных сетей в размере не более 200 кВт.
- Дополнительное электроснабжение ЗЖБИ, МП-1 и Автобазы в размере 2200 кВт единовременной мощности и 10000 тыс. кВт\*ч годового электропотребления, предусмотреть комплексом ГПУ, устанавливаемом на территории железобетонного завода.
- Для электроснабжения МП-2 в размере 1460 кВт единовременной мощности и 6500 тыс. кВт\*ч предусмотреть установку комплекса ГПУ на его территории.

В реализации проекта предприятия за счет низкой себестоимости энергии, вырабатываемой ГПУ, смогут получать ежегодный доход (по сравнению с централизованными системами энергоснабжения) порядка 12,6 млн. руб., что позволит окупить капитальные затраты через 8 лет после начала реализации проекта.

Экономия затрат за период работы оборудования до капитального ремонта (15 лет) составит 189,393 млн. руб.

### ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ ГПУ.

На сегодняшний день наиболее распространенным применением тепла получаемого в когенерационных установках является его использование для приготовления горячей воды с температурными параметрами 95-70°C.

Классическая схема применения тепла когенерационной установки основана на ступенчатом нагреве сетевой воды теплообменниками от систем масляного охлаждения (температура около 50°C), рубашек охлаждения двигателя (теплоноситель: водно-гликолевая смесь с температурой до 95°C) и удаления продуктов сгорания исходного топлива.

Доля тепла от уходящих газов составляет до 60%, что обуславливается высокой температурой самих дымовых газов – более 500°C и необходимостью их охлаждения до 120°C. Таким образом в случае применения специального теплообменного устройства на выходе возможно получение пара с параметрами подходящими для систем заводского пароснабжения вместо горячей воды.

В связи с малым опытом внедрения когенерационных систем, а также с отсутствием в большинстве случаев потребности в пароснабжении, на сегодняшний день в практике российской энергетики не существует внедренных объектов работающих по такой схеме. В мировой практике такие решения встречаются, однако их доля не велика.

Таким образом задача сводится к выбору максимально компактного теплообменника, позволяющего получать пар необходимых параметров, используя предварительно подогретую системами охлаждения воду.

По результатам анализа рынка современных теплообменных аппаратов, особо следует отметить компактность размеров и инновационность конструкции теплообменника разработанного НПО «Теплоэнергомаш» г. Москва. Основное преимущество позволяющее достигать минимальных габаритов, цилиндр диаметром 1м и высотой 2-2.5м для выработки до 4 тонн пара в час, заключается в особой спиралевидной конструкции теплообменной поверхности. Теплообменник работающий по такому принципу внедрен в системе пароснабжения завода «Авангард» (г. Москва). Существует возможность подбора необходимого устройства для применения в ГПУ мощностью 1160 кВт для выработки 1.5-2 тонн пара в час. Ориентировочная стоимость внедрения такого теплообменного аппарата составит не более 3-5% от стоимости когенерационной установки.

Выработка пара в ГПУ позволит избежать существенных изменений в существующей системе заводского теплоснабжения и круглогодично использовать его в полном объеме для общезаводских нужд, т.к. суммарное паропотребление ЗЖБИ даже в летнее время более чем в 2 раза превышает максимальную паропроизводительность ГПУ.

В случае выбора варианта с выработкой пара целесообразным становится внедрение второго варианта энергоснабжения объектов – с установкой ГПУ мощностью 3110 кВт на ЗЖБИ и 550 кВт ГПУ на МП-2.

Таким образом можно отметить высокую перспективность и многовариантность применения комбинированных когенерационных систем тепло- и электроснабжения промышленных объектов, а сама методика определения размеров и состава энергоцентров требует углубленного изучения, с учетом возможности оценки показателей тепловой и топливной эффективности и факторов надежности мини-ТЭЦ на базе ГПУ в комбинированных системах теплоснабжения.

# Пример проведения экономического анализа вариантов энергоснабжения.

На основе Методических рекомендаций по оценке инвестиционных проектов (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477В) была разработана методика, позволяющая оценить экономическую целесообразность вложений в проекты автономного энергоснабжения.

В основу методики легли следующие основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют;
- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- сравнение "с проектом" и "без проекта";
- учет всех наиболее существенных последствий проекта (как экономических, так и внешних);
- учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта;
- многоэтапность оценки;
- учет влияния на эффективность ИП потребности в оборотном капитале, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов;
- учет влияния инфляции (изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;
- количественный учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Экономическая оценка эффективности вариантов проекта осуществлялась на всем периоде жизненного цикла, соответствующем расчетному сроку эксплуатации ГПУ – 15 лет.

В структуре денежного потока от операционной деятельности в качестве притока рассматривалась ежегодная экономия денежных средств на стадии эксплуатации по сравнению с базовым вариантом получения электроэнергии от городских сетей.

Одновременно проводилось сравнение вариантов энергокомплекса между собой с приведением конечных результатов экономии затрат.

В соответствии с методикой рассчитываются показатели коммерческой эффективности проекта. На основе базовых расчетов может быть произведена оценка с учетом дисконтирования. Принимая во внимание тот факт, что влияние факторов риска, носящих вероятностный характер, не всегда может быть отражено включением в норму дисконта премии за риск, автор рекомендует производить оценку проекта при безрисковой норме дисконта, с последующим учетом неопределенности и рисков путем рассмотрения различных возможных сценариев его реализации, что правильнее и удобнее. Норма дисконта, таким образом, в соответствующих расчетах принимается равной действующей ставке рефинансирования ЦБ.

При сравнении вариантов дополнительного энергоснабжения предприятий Одинцовского района Московской области были получены следующие результаты (таблица 2):

Таблица 2. Технико-экономические показатели проекта

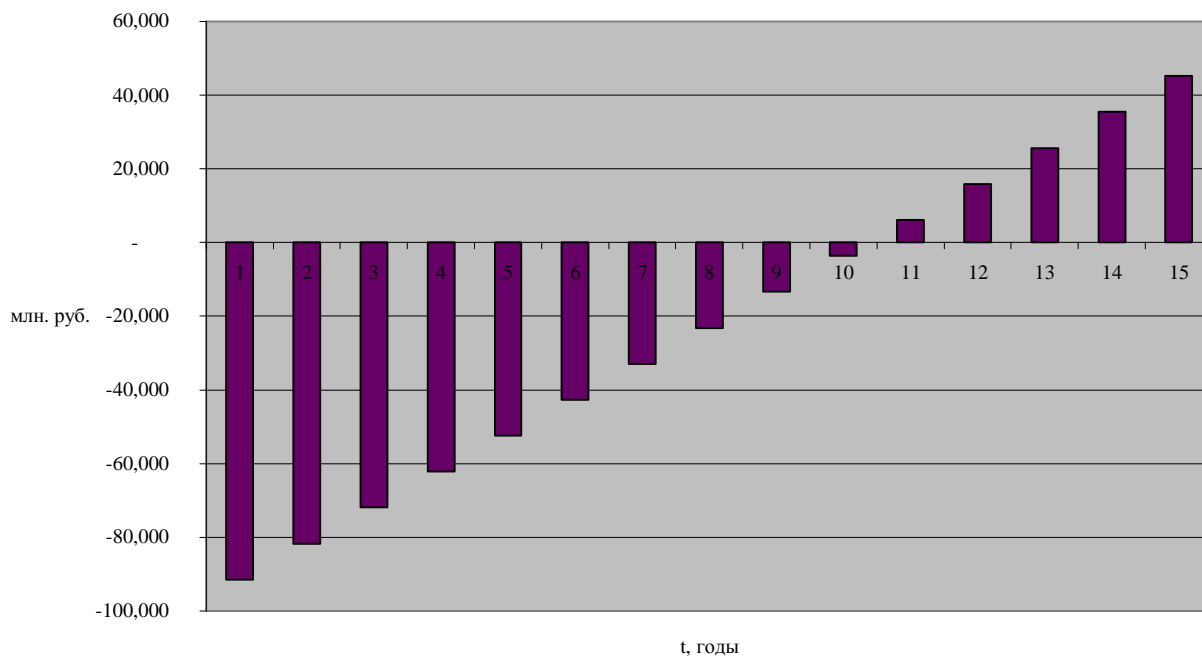
НАИМЕНОВАНИЕ	ЕД. ИЗМ.	1 ВАРИАНТ	2 ВАРИАНТ	3 ВАРИАНТ
<b>Потребность в энергии</b>				
Установленная электрическая мощность	кВт	4 110	3 930	3 660
Единовременная электрическая мощность	кВт	3 660	3 660	3 660
Количество часов в году	ч			4 000
Годовая выработка электрической энергии				
Стройиндустрия		16 500	14 010	10 000
ОМЗ	кВт*ч	000,00	000,00	000,00
		0	2 500	6 600
Годовая выработка тепловой энергии			000,00	000,00
Стройиндустрия		585	585	585
ОМЗ	Гкал	000,00	000,00	000,00
		0	920	920
			200,00	200,00
<b><u>ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ</u></b>				
<b>Капитальные вложения</b>				
Всего единовременные затраты	млн. руб	143,850	137,550	126,525
<b>Операционные издержки</b>				
Стоимость потребляемой электроэнергии (двухставочный тариф Мосэнерго для "прочих потребителей):				
плата за мощность	руб/кВт*мес			292,00
плата за энергию	руб/кВт*ч			0,64
Годовые расходы на электроэнергию	руб	23 819	23 188	22 242
		352,00	632,00	552,00
Всего операционные издержки	млн. руб	23,82	23,19	22,24
<b><u>ГПУ</u></b>				
<b>Капитальные вложения</b>				
Всего единовременные затраты	млн. руб	115,080	110,040	101,220
<b>Операционные издержки</b>				
Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой ГПУ с учетом утилизации вырабатываемого тепла				
Стройиндустрия		0,99	0,90	0,69
ОМЗ	руб/кВт*ч	0	0,63	0,81
Цена газа	руб/тыс.м <sup>3</sup>			1 684,60
Экономия газа на работу котлов за счет использования тепловой энергии ГПУ				
Стройиндустрия		1 349	1 349	1 349
ОМЗ	тыс.м <sup>3</sup>	0	212	212
Экономия на газе для котлов	руб	2 272	2 629	2 629
		525,40	660,60	660,60
Годовые расходы на электроэнергию	руб	17 325	15 054	12 786
		000,00	800,00	000,00
Всего операционные издержки	млн. руб	16,34	14,18	12,25
Экономия на стадии эксплуатации (в год)	млн. руб	9,757	11,634	12,626
Экономия на стадии эксплуатации за срок полезного использования (15 лет)	млн. руб	146,353	174,514	189,393

Как видно из таблицы, помимо более высоких капитальных затрат на подключение к городским сетям, эксплуатационные издержки в данном случае имеют ощутимо большие значения, как в процентном отношении к первоначальным затратам, так и в абсолютном

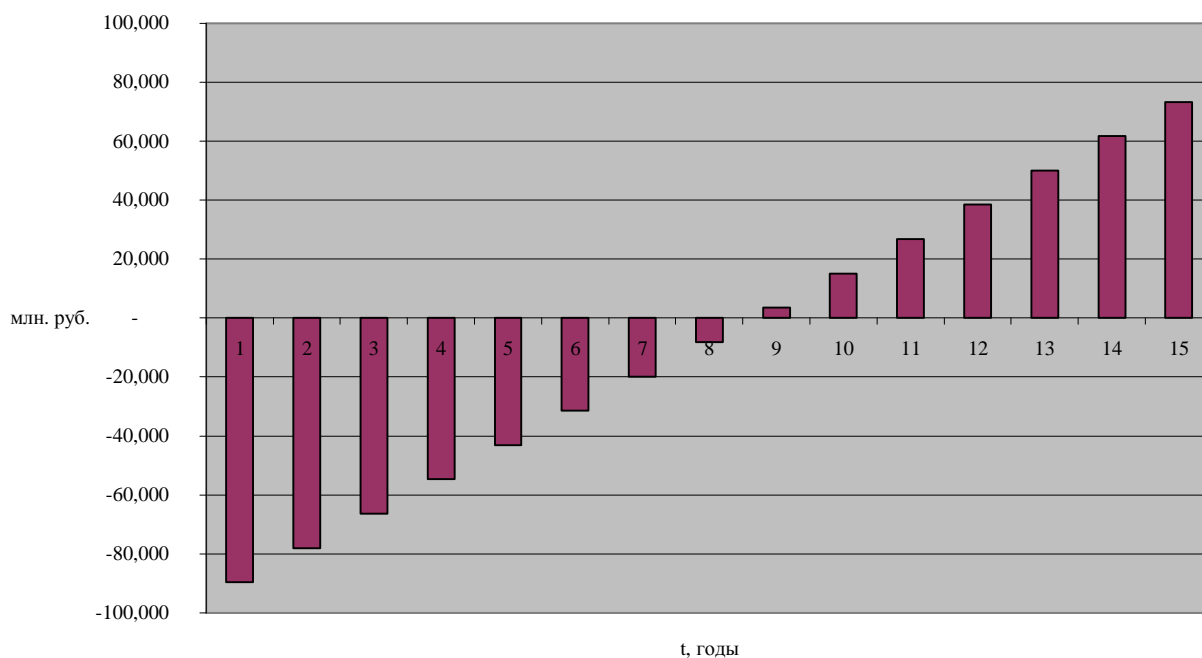
выражении. Выигрыш в операционных издержках по вариантам энергоснабжения с использованием ГПУ в сравнении с централизованным энергоснабжением составляет от 6 до 10 млн.руб. ежегодно. Кроме того, при эксплуатации ГПУ отпадает необходимость в обслуживании имеющейся котельной. Учитывая стоимость газа как топлива для котлов, экономия становится еще более существенной.

Так, например, при принятии 3 варианта энергоснабжения предприятие экономит ежегодно около 12 млн.руб., или 189,393 млн.руб. за расчетный срок эксплуатации. При этом (рисунок 1) установки не только окупаются, но и начинают приносить доход.

**Денежный поток 1 варианта проекта накопленным итогом**



**Денежный поток 2 варианта проекта накопленным итогом**



Денежный поток 3 варианта проекта накопленным итогом

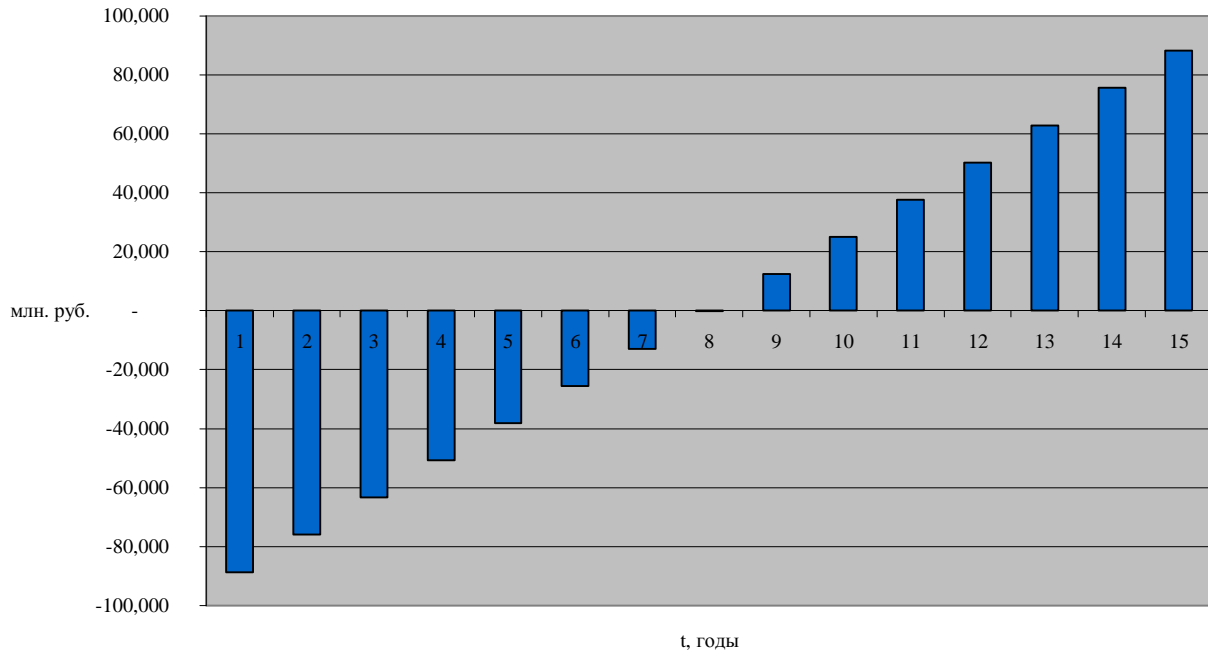


Рисунок 1. Денежные потоки вариантов проекта энергоснабжения

Как видно из таблицы, наибольших капитальных и эксплуатационных затрат требует первый вариант энергоснабжения. Вследствие его очевидной малоэффективности, проведем сравнение двух оставшихся вариантов по отношению к нему.

Графически экономия затрат в том, и другом случае представлена на рисунке 2.

Экономия на эксплуатационных издержках по сравнению с первым вариантом энергоснабжения, накопленным итогом

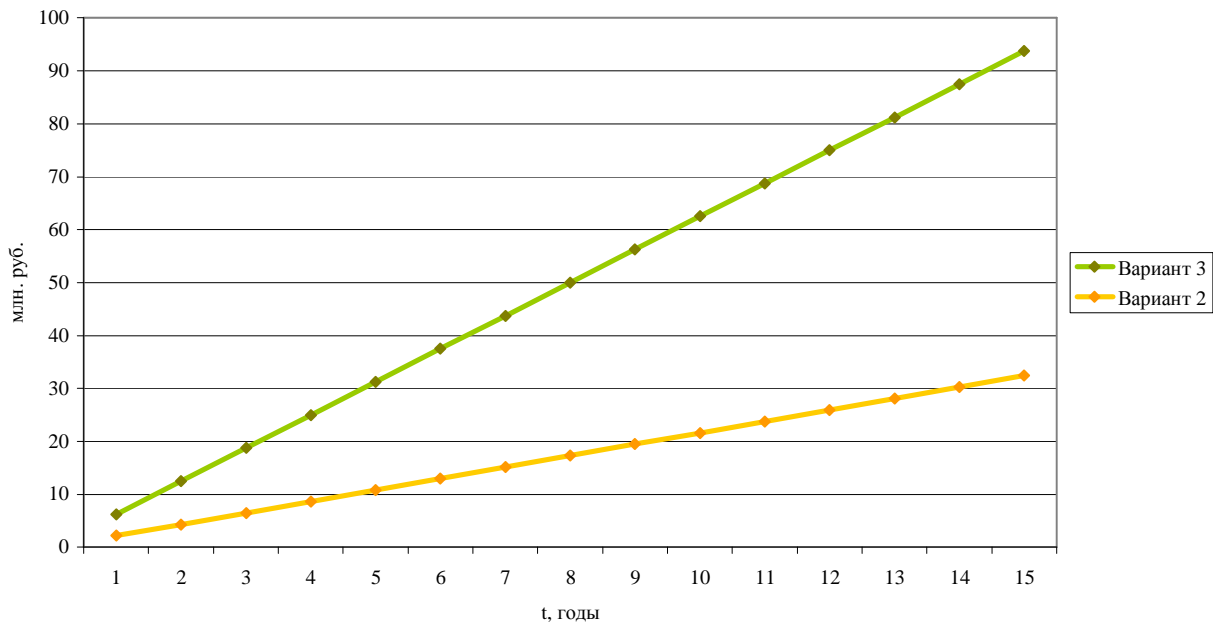


Рисунок 2. Сравнительная экономия затрат

Очевидно, что третий вариант проекта является более экономичным и целесообразным.

Итоговые показатели сравнительной эффективности вариантов проекта представлены в таблице 3.

**Таблица 3. Итоговые показатели сравнительной эффективности**

<b>Показатель</b>	<b>Вариант 2</b>	<b>Вариант 3</b>
Экономия на капитальных затратах, млн.руб.	5,04	13,86
Экономия на эксплуатационных издержках в год, млн.руб.	2,16	4,09
Экономия на эксплуатационных издержках за срок эксплуатации, млн.руб.	32,4	61,35

Исследование вышеприведенных показателей свидетельствует в пользу внедрения третьего варианта проекта. В этом случае предприятие экономит на первоначальных затратах и получает прибыль сверх возмещения вложенных инвестиций. Можно отметить рентабельность данного варианта проекта в данных экономических условиях.

### **ВЫВОД**

Анализ проектов энергоснабжения предприятия показал, что наиболее экономически привлекательным является 3 вариант проекта. В случае его реализации предприятие за счет низкой себестоимости энергии, вырабатываемой ГПУ, сможет получать ежегодный доход (по сравнению с централизованными системами энергоснабжения) порядка 12,6 млн. руб., что позволит окупить капитальные затраты через 8 лет после начала реализации проекта.

Экономия затрат за период реализации проекта (15 лет) составит 189,393 млн. руб.

Учитывая вышеизложенные факторы, предприятию было рекомендовано принять 3 вариант проекта энергоснабжения.